

## ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ РАЗРАБОТАННЫХ КОНДЕНСИРОВАННЫХ ДЕГИДРАТАЦИОННЫХ СИСТЕМ ДФК-12 И ДФК-12К НА НАБУХАНИЕ ГЛИНИСТЫХ МИНЕРАЛОВ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ

**Юлия И. Дивоняк**

*Полтавский университет экономики и торговли», Полтава*

**Виктор М. Светлицкий**

*ОАО „Укргаздобыча”, Киев*

**Ольга А. Иванкив, В.Б. Иванкив**

*ООО «Научно-производственный центр» «Актуальные нефтегазовые технологии», Полтава*

**СОДЕРЖАНИЕ:** В статье приведены результаты исследований влияния разработанных дегидратационных фосфокомплексов ДФК-12 и ДФК-12К для обработки призабойной зоны пластов с целью повышения продуктивности скважин.

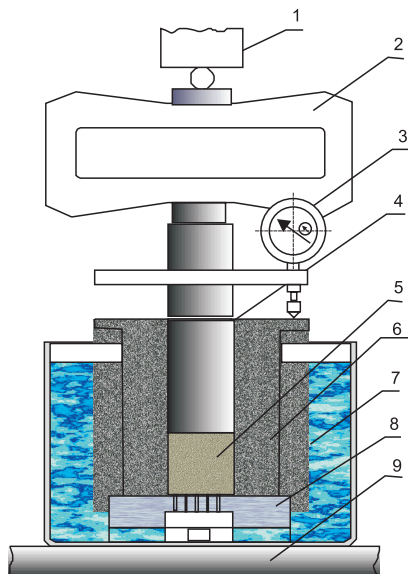
При проведении физико-химических обработок продуктивных пластов важным фактором является набухание глинистых минералов продуктивных пород под воздействием применяемых реагентов. Поскольку, при увлажнении глин, из-за расширения молекулами воды межпакетного пространства, происходит их интенсивное набухание, то объем глины может увеличиваться в десятки раз. Глинистые частицы обволакиваются тонкими пленками воды, которые имеют преобладающее влияние на свойства глинистых пород, и фильтрационные параметры всей пористой среды.

Давление набухания это величина избыточного давления, которое развивается в горной породе в результате проникновения жидкости внутрь кристаллической решетки минералов горной породы. Повышенное давление набухания свидетельствует о наличии глинистых гидрофильных компонентов в горной породе.

Существует много методов определения давления набухания горных пород, но для осуществления этих методов нужно использовать сложное гидравлическое оборудование, а измельчение горной породы до порошкообразного состояния вносит значительные искажения. Методы определения давления набухания образцов природных кернов, которые используют за рубежом, базируются на использовании тензометрии, которые являются неприменимыми методами из-за большой продолжительности опыта.

Разработанная нами методика для оценки давления набухания образцов горных пород в моделях пластовой воды и растворах химреагентов позволяет проводить прямые измерения давления набухания образцов естественных горных пород без использования гидравлического оборудования высокого давления и методов тензометрии.

Установка по исследованию представлена на рисунке 1. Изготовление образца горной породы производится способом сухого прессования в металлической матрице Жигача–Ярова.



**Рис. 1.** Схема установки по оценке давления набухания горных пород в исследуемых жидкостях: 1 – винт пресса, 2 – ДОСМ 3-52, 3 – индикатор, 4 – пуансон, 5 – образец породы, 6 – матрица, 7 – ванна, 8 – поддон, 9 – основа пресса

Матрица 6 со спрессованным образцом горной породы 5 устанавливается на поддон 8 в ванну 7. Прессом через пуансон 4 на образец горной породы 5 постепенно создается давление до 6000 кг/см<sup>2</sup>, которое фиксируется динамометром сжатия. Время выдержки образца под давлением 10 мин. После этого в ванну заливается исследуемая жидкость и в течение 1-2 суток ведут наблюдения за показаниями индикатора набухания с ценой деления 0,001 мм.

При отсутствии увеличения объема образца горной породы производится ступенчатое понижение нагрузки до тех пор, пока не будет зафиксировано увеличение его объема. Время выдержки образца под нагрузкой в каждой ступени – 1-2 суток.

Таким образом, определяется минимальная нагрузка, которая может противодействовать увеличению объема образца горной породы в результате физико-химического взаимодействия исследуемой жидкости с образцом горной породы. Величина давления, которая соответствует этой нагрузке, определяется по формуле:

$$P_p = \frac{F}{S} \quad (1)$$

где:

$P_p$  – давление, которое может противодействовать набуханию образца горной породы, кг/см<sup>2</sup>;

$F$  – нагрузка на образец горной породы, кг;

$S$  – площадь поперечного сечения образца горной породы, см<sup>2</sup>.

Разница величин набухания образцов горных пород при одинаковых давлениях показывает ингибирующую способность различных моделей исследуемых жидкостей – чем меньше величина набухания, тем выше ингибирующая способность исследуемой жидкости.

Для оценки влияния дегидратационных систем на терригенно-глинистые и карбонатно-глинистые коллектора подбирали породы, литологически содержащие монтмориллониты и каолиниты.

Критерием подбора составных компонентов жидкостей влияния на коллектор является минимальное набухание глинистых и меловых минералов в моделях рабочих жидкостей конденсированных дегидратационных систем.

Результаты исследований набухания глинистых и меловых компонентов в конденсированных дегидратационных системах ДФК-12 и ДФК-12К соответственно приведены в таблицах 1 и 2.

**Таблица 1.** Коэффициент набухания терригенно-глинистой породы в ДФК-12

№ п/п	Реагент	Концентрация [%]	Коэффициент набухания				
			1 ч	3 ч	5 ч	10 ч	24 ч
1	вода	—	1,20	1,37	1,43	1,46	1,51
2	ДФК-12	7	0	0	0	0	0,0012
3		11	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
4		15	0,1	0,13	0,13	0,13	0,13
5		17	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13

**Таблица 2.** Коэффициент набухания карбонатно-глинистых пород в ДФК-12К

№ п/п	Реагент	Концентрация [%]	Коэффициент набухания				
			1 ч	3 ч	5 ч	10 ч	24 ч
1	вода	—	1,14	1,30	1,43	1,43	1,43
2	ДФК-12К	7	0	0	0	0	0
3		11	0,03	0,04	0,04	0,04	0,04
4		13	0,04	0,045	0,05	0,05	0,05
5		17	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05

На основе анализа полученных данных установлено, что концентрация 7÷9% ДФК-12 не вызывает набухания глинистых минералов породы. В пределах концентрации 11÷15% показатель набухания составляет 0,05÷0,13, при увеличении концентрации до 17% этот показатель не меняется. Коэффициент набухания глин в пластовой воде находится в пределах 1,2÷1,51, что в 11,6 раз больше коэффициента набухания глин в растворе ДФК-12 с концентрацией 17%.

Установлено, что концентрация 7÷9% ДФК-12К не вызывает набухания меловых пород. В пределах концентрации 11÷15% показатель набухания составляет 0,04÷0,05, при увеличении концентрации до 17% этот показатель не меняется. Коэффициент набухания меловых пород в пластовой воде находится в пределах 1,14÷1,43, что в 28,6 раз больше коэффициента набухания мела в растворе ДФК-12 с концентрацией 17%.

В лаборатории также исследованы процессы набухания глинистых минералов под воздействием конденсированных дегидратационных систем ДФК-12 и ДФК-12К при  $T = 80^{\circ}\text{C}$ . Результаты исследований представлены в таблице 3.

**Таблица 3.** Степень набухания глинистых компонентов породы в исследуемых растворах химреагентов

№ п/п	Реагент	Концентрация [%]	Степень набухания глинистых материалов %	Концентрация глин [%]	
				До обработки	После обработки
1	ДФК-12	7	22	12,17	9,953
2		11	20	12,5	8,275
3		15	14	17,3	10,478
4		17	14	11,5	6,87
5	HCl + HF	12 + 3	35	11,3	10,2
6	ДФК-12К	7	1	11,6	10,2
7		9	2	12,3	11,4
8		13	2,7	12,1	11,6
9		15	3	11,8	10,3
10		17	3,4	11,4	10,5
11	HCl	12	38	11,8	11,7

При проведении экспериментальных исследований влияния химреагентов на набухание глинистых минералов породы установлено, что конденсированные дегидратационные системы ДФК-12 и ДФК-12К в  $1,89 \div 15,6$  раз снижают степень набухания глинистых компонентов пород, по сравнению с соответствующими глино-кислотными и солянокислотными растворами и могут с успехом применяться для восстановления фильтрационных свойств терригенных и карбонатных коллекторов.

Кроме того, после обработки терригенных образцов керна раствором ДФК-12 концентрация глин снижается в 1,5 раза, тогда как после глинокислотной композиции только в 1,1 раз, то есть ДФК-12 способен также растворять глинистые минералы породы.

Проведены также исследования по разглинизации образцов горной породы терригенного глинистого коллектора с содержанием глинистых минералов 12,6% и карбонатного с содержанием глинистых минералов 13,8%. Результаты представлены в таблице 4.

Установлено, что после обработки пород ДФК-12 снижается масса терригенного коллектора на  $2,69 \div 19,27\%$ . Следует отметить, что оптимальной концентрацией ДФК-12 является  $11 \div 17\%$ , при этом образование осадка после растворения породы не наблюдалось.

После обработки карбонатной глинистой породы реагентом ДФК-12К масса образца уменьшается на  $5,28 \div 11,05\%$ . Растворы ДФК-12К в концентрации  $11 \div 17\%$  обладают высокой растворяющей способностью без вторичного осадкообразования, в отличие от действия солянокислотного раствора на карбонатно-глинистую породу, когда образуется пластилиноподобный глинистый осадок, ведущий к закупориванию каналов фильтрации.

**Таблица 4.** Исследование изменения массы образцов горной породы при применении конденсированных дегидратационных систем при температуре 80оС за 24 ч

№ п/п	Концентрация ДФК [%]	Снижение массы терригенного образца под воздействием ДФК-12 [%]	Снижение массы карбонатного образца под воздействием ДФК-12К [%]
1	7	2,69	1,00
2	11	9,13	5,28
3	17	19,27	11,05
4	12% HCl + 3% HF	3,12	–
5	12% HCl	–	29,3

Таким образом, для повышения продуктивности скважин можно широко использовать разработанные конденсированные дегидратационные фосфосистемы ДФК-12 и ДФК-12К, которые образуют новые и очищают старые каналы фильтрации в продуктивных пластах без ограничений по литологическому составу породы, как в случае с использованием глинокислотных и солянокислотных растворов.

**Research on the influence of developed dehydration condensed systems DFK-12 and DFK-12K on the swelling of minerals rock of collectors**

ABSTRACT: This article presents the research results of dehydration phospho-complexes DFK-12 and DFK-12K influence on bottomhole zone treatment to increase the well productivity.

